Acta de reunión
Acta N° 545
4 Octubre, 2018 Oficinas C N O Bogotá

Presentar el acta de la reunión 545 del Consejo Nacional de Operación.

Lista de asistencia

Empresa	Nombre Asistente	Invitado	Miembro
XM	Carlos Cano	NO	SI
CNO	Marco Antonio Caro Camargo	SI	NO
CNO	Adriana Perez	SI	NO
TERMOTASAJERO	Hernando Diaz	SI	NO
GEB	Jairo Pedraza	SI	NO
TERMOEMCALI	Jorge Pineda	SI	NO
CNO	Alberto Olarte	SI	NO
PROELECTRICA	Carlos Haydar	NO	SI
XM	Jaime Alejandro Zapata Uribe	NO	SI
EMGESA	John Rey	NO	SI
AES COLOMBIA	Juan Carlos Guerrero	NO	SI
EPM	Luz Marina Escobar	NO	SI
MINMINAS	Edgar Peña	SI	NO
UPME	Javier Martínez	SI	NO
UPME	Antonio Jimenez	SI	NO
EPSA	Julian Cadavid	NO	SI
SSPD	Diego Ossa	SI	NO
URRA	Rafael Piedrahita de León	NO	SI
EPSA	German Garces	NO	SI
ELECTRICARIBE	Mario Augusto Rubio	NO	SI

ISAGEN	Mauricio Botero	NO	SI
IDEAM	Julieta Serna	SI	NO
INTERCOLOMBIA	Cristian Augusto Remolina	NO	SI
ISAGEN	Octavio Salazar	NO	SI

Agenda de reunión

N°	Hora	Descripción
1	09:00 - 09:05	Verificación del quorúm.
2	09:05 - 09:40	Informe IDEAM.
3	09:40 - 10:25	Aprobaciones - Actas pendientes. - Acuerdos
4	10:25 - 11:00	Informe secretario técnico.
5	11:00 - 11:30	Informe comités.
6	11:30 - 12:30	Presentación XM - Situación Eléctrica y Energética.
7	12:30 - 01:30	Solicitud TRANSELCA conexión en T Drummond.
8	01:30 - 02:15	Informe UPME.
9	02:15 - 02:30	Varios.

Verificación quórum	SI

Desarrollo

Punto de la agenda	Plan operativo	Objetivo	Acción	Presentación	Inclusión plan operativo

1. Informe del Ideam	NO	Presentar el informe de la situación hidroclimática actual.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El Índice de precipitación fue deficitario durante septiembre de 2018 y el ENOS muestra un calentamiento levemente por encima de los valores medios en el Océano Pacífico. Si bien se ha tenido calentamiento de la cuenca del Pacífico, este no ha superado el umbral, es decir, el 0.5 °C.

En el trimestre Junio-Agosto-Septiembre (JAS) el ONI fue de 0.1 °C en la región 3-4, evidenciando condición neutral y las perspectivas oficiales de CPC/IRI muestran una probabilidad del 50-55% de que El Niño se desarrolle durante el otoño, llegando al 65-70% para el invierno 2018-19. Las últimas predicciones de modelos estadísticos y dinámicos favorecen colectivamente el desarrollo de El Niño durante el otoño, lo más probable es que mantengan una fortaleza débil durante el final del otoño y el invierno; la mayoría de los pronosticadores están de acuerdo con este escenario.

Para el trimestre Octubre-Noviembre-Diciembre (OND) se evidencian déficit de precipitaciónes en Caribe, Norte de Santander, algunas zonas del Pacifico, es decir Valle y Cauca. Por ahora se continúa en condiciones neutrales.

En octubre y el trimestre OND se espera déficit, es decir, precipitaciones por debajo de la media histórica (centro y sur región Pacifica, Santanderes, Boyacá, Antioquia, Huila y macizo colombiano).

Conclusiones

- El diagnóstico a partir de datos y análisis internacionales de los centros de predicción climática, permiten determinar que el estado actual de la dinámica de interacción océano-atmósfera, está asociada a una situación ENOS-Neutral.
- Los centros de predicción climática internacionales como la NOAA y el IRI estiman una evolución de un evento El Niño que abarcaría desde el trimestre septiembre-octubre-noviembre de 2018 y se extendería hasta el trimestre marzo-abril-mayo de 2019; es decir cubriría no solamente la segunda temporadas de lluvias de 2018 (octubre-noviembre) sino también la primera temporada de precipitaciones del centro del país para 2019 (abril-mayo).
- Como respuesta al próximo evento el Niño de intensidad posiblemente débil, la mayoría de los modelos del IDEAM estiman una reducción de precipitaciones en la Región Caribe y Andina con una probabilidad que oscila entre el 41-47%; consistente con lo que predicen la mayoría de los modelos globales de predicción estacional. Con este evento El Niño, es de precisar, que la segunda temporada de precipitaciones para los meses de octubre y noviembre no se suprime, sino que de acuerdo con la predicción, sería algo deficitaria.
- En términos de predicción climática para Colombia, se prevé que octubre presente volúmenes de precipitación por debajo de lo normal en centro y sur de la región Pacífica; Norte de Santander, oriente los departamentos de Boyacá y Santander, centro de Antioquia, amplios sectores de Valle, Tolima, Huila y Macizo Colombiano en la región Andina; piedemonte llanero y gran parte de los llanos orientales en la Orinoquía. Precipitaciones por encima de lo normal se prevén el norte de la región Pacífica y centro de la Orinoquía. Para el resto del país, se estiman precipitaciones muy cercanas a los valores climatológicos. No obstante, teniendo en cuenta la evolución e incidencia de la MJO en el comportamiento del clima del país en la escala intraestacional, los volúmenes de precipitación podrían estar más concentrados en la primera quincena del mes de octubre.
- Con respecto al trimestre consolidado octubre-noviembre-diciembre (OND) y en términos de precipitación, se estiman volúmenes por debajo de lo normal en la región Caribe y áreas de los departamentos de Valle y Cauca en la región Pacífica; Tolima, Huila, Boyacá, Santander y Antioquia en la región Andina; para el resto del país se estiman precipitaciones cercanas a los promedios históricos.

2. ACTAS Y ACUERDOS	NO	Presentar para su aprobación las actas pendientes y los acuerdos recomendados al C N O 545.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

ACTA 542: Publicada para comentarios el 03 de septiembre de 2018. Comentarios de PROELECTRICA, XM, ISAGEN, INTERCOLOMBIA, TEBSA y EPM.
ACTA 543: Publicada para comentarios el 02 de octubre de 2018. Comentarios de PROELECTRICA, EPM, TEBSA, INTERCOLOMBIA y ENEL EMGESA: En este aparte se discute entre TEBSA, XM, ITCO y CNO si se deben o no presentar los eventos sobre el sector GAS. Se plantea que el CNO gas sea el organismo que presente el seguimiento sobre dicho sector, donde se incluya lo que sucede cuando se materializan eventos de gran magnitud. Respecto al Acta, se da una semana más para comentarios y se acuerda ajustar la redacción con base en la propuesta de XM y de TEBSA.

2. ACUERDOS: se aprobaron los siguientes acuerdos:
"Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta, el tiempo mínimo de generación y el tiempo de calentamiento de la unidad 2 de la planta de generación Central Cartagena". EMGESA presentó el tema en el Subcomité de Plantas (SP) para socializar la mejora tecnológica empleada.
"Por el cual se aprueba la incorporación de un cambio de la capacidad efectiva neta del cogenerador Ingenio Risaralda".
"Por el cual se certifican las pruebas de estatismo y banda muerta de las unidades 1. 2 y 3 de la central de generación Sogamoso y se fija una periodicidad de 4 años para la realización de las mismas". En este aparte CELSIA menciona que debería estudiarse si se requieren hacer todas las pruebas de la regulación, cuando no hay cambio en el valor de los parámetros. Se incurre, a juicio del Agente, en un sobrecosto para los agentes y el sistema (restricciones). CNO y XM aclaran que la realización de las pruebas se enmarca en un mandato normativo. CELSIA y EPM manifiestan que debe sugerirse a la CREG sobre el problema (costos para los agentes y restricciones). Se acuerda que para diciembre se tendrá el levantamiento de las pruebas que deben priorizarse. Asimismo, XM plantea retomar el Acuerdo que en su momento se sugirió, respecto a informar una semana antes los mantenimientos. Finalmente, el Consejo plantea la incorporación de nuevas tecnologías para la obtención de parámetros, como por ejemplo la aplicación de unidades de medición fasorial-PMU's. Si bien estos elementos tienen un costo asociado (valor de un relé, aproximadamente), el ahorro en restricciones justificaría totalmente la inversión.

"Por el cual se aprueba una modificación a la serie hidrológica de la central hidroeléctrica URRÁ del año 2017".

"Por el cual se aprueba una ampliación del plazo para la entrega de la actualización de la serie hidrológica San Miguel de la central hidroeléctrica San Miguel del año 2017".

Conclusiones

Se aprobó el acta 542 con los comentarios presentados; el acta 543 queda pendiente de ajuste en redaccion por parte de XM y TEBSA a los puntos 4 y 5 del temario.

Los acuerdos presentados fueron aprobados por el Consejo.

3. INFORME SECRETARIO TECNICO	NO	Presentar al Consejo el Informe del Secretario Técnico.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

El contrato con la UNAL sede Medellín ya fue firmado junto con el Acta de Inicio. Ya se cumplió la primera fase de entrega de la información por parte del CNO.

La matriz de riesgos de la operación junto con las medidas de mitigación se presenta al Consejo. Los pasos por seguir son:

- Presentar al MME oficialmente la matriz.
- Enviarla a la CREG para que sirva de apoyo al Consultor de la revisión del Código de Redes en el capítulo de Riesgos para la operación.
- Incluir las medidas de mitigación para aquellos riesgos identificados, en los planes operativos de los comités respectivos.

XM menciona que se debe construir un plan de acción en torno a la Matriz de Riesgos y definir a los responsables para su gestión.

Se entrega el presupuesto preliminar del 2019 con dos alternativas:

- Incluyendo provisión para estudios por 800 millones de pesos: incremento cuota de 62 %.

- Sin incluir estudios: incremento cuota 4.78 %.

Los ajustes solicitados por la CREG al formato simplificado para la conexión de la generación distribuida-GD y la autogeneración a pequeña escala-AGPE con capacidad menor a 0.1 MW ya están listos y serán remitidos a la Comisión. El Comité de Distribución sigue trabajando en los otros dos productos, lineamientos y contenidos de los estudios simplificados para la conexión de AGPE y AGGE con capacidad menor a 5 MW y sus pruebas asociadas durante el proceso de conexión. Vale la pena mencionar que se están analizando varios estándares internacionales como el IEEE 1547, UL 1741 e IEC 61727, los cuales abordan los requerimientos de conexión de los Recursos Energéticos Distribuidos-DER, aspecto técnico fundamental que aún no está regulado por la CREG.

El consultor de la CREG contratado para la revisión del Código de Redes tuvo una reunión con el Comité de Transmisión, para tratar temas específicos del Código de Conexión. Se discutió sobre los procedimientos de maniobras, consignaciones, tiempos, secuencia de pasos, calidad de la potencia, fronteras embebidas, conexión profunda, conexiones en “T”, capacitación de operadores, entre otros aspectos.

En cumplimiento del mandato de la Resolución CREG 089 de 2018, el 4 de septiembre se abrió la convocatoria para integrar la lista de firmas auditoras de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez. Los términos y condiciones de la convocatoria se definieron en el Subcomité de Plantas. Se convocó un CNO no presencial para la aprobación del acuerdo de integración de la lista, que solamente contiene una firma auditora. Se solicitó concepto a la CREG para ampliar la lista a firmas de ingeniería y consultoría.

Se llevó a cabo una reunión XM-UPME-SSPD-CNO, para tratar el tema de las solicitudes anticipadas de conexión de plantas de generación que tienen concepto aprobado por la UPME, a través de esquemas suplementarios de protección y supeditados a la expansión de la infraestructura. Al respecto, se concluyó que este tipo de solicitudes no son de la competencia legal del CNO y XM, ya que tienen que ver con la expansión del Sistema, por lo que deben dirigirse a la UPME. Por otro lado, y dado el panorama de mediano y largo plazo, en el que se identifica un déficit de energía firme si no entran en servicio nuevos proyectos de generación (subasta del Cargo por Confiabilidad periodo 2022-2023) y ante el atraso de varias obras de transmisión, se concluyó por parte de los asistentes que sí sería viable que XM y el CNO pudieran dar su concepto sobre la implementación de los ESPs para la conexión anticipada de proyectos de generación, pero solo si media un mandato regulatorio. Independientemente de lo anterior, la aprobación de la conexión bajo las condiciones expuestas siempre estaría en cabeza de la Unidad.

Se dio respuesta a la solicitud de conexión anticipada de varios proyectos eólicos que ya cuentan con concepto de conexión de la UPME. Los términos van dirigidos a direccionarlos a la UPME como autoridad encargada de autorizar los puntos de conexión.

En el Subcomité de Plantas del Consejo se presentaron por parte de TEBSA las limitaciones técnicas que tienen las unidades de generación que utilizan el gas natural como recurso primario, en un entorno de despacho operativo en tiempo real (propuesta regulatoria de XM). Se concluyó por parte del Subcomité la importancia de revisar desde la planeación de los sectores de electricidad y gas las necesidades de refuerzo de la infraestructura del SNT, ya que según los recientes acontecimientos del 27 y 28 de agosto, no se tiene certeza si bajo un escenario hidrológico extremo (tipo fenómeno de El Niño), una alta participación de fuentes intermitentes y limitaciones de importación de energía desde el interior hacia el área Caribe, la infraestructura del SNT sea lo suficientemente robusta para que las plantas a gas puedan gestionar la variabilidad de las fuentes VRE. Se acordó redactar comunicación y enviarla a la UPME.

CELSIA pregunta si este comentario esta relacionado con la necesidad de nuevos servicios complementarios. El secretario técnico del CNO aclara que el objetivo es alertar a la Unidad sobre la necesidad de realizar análisis de planeamiento de la expansión Gas/Electricidad, que permitan establecer si el SNT está preparado para soportar a las plantas térmicas a Gas cuando estas deban regular la intermitencia de las FNCER.

Dado que la resolución transitoria del Código de Redes aún no ha sido expedida por parte de la CREG, actualmente se identifican algunas dificultades para desarrollar algunas pruebas que están contenidas en el actual Código. En el caso de las pruebas de verificación de respuesta en frecuencia, EMGESA manifiesta la imposibilidad de realizar la misma para la planta solar fotovoltaica El Paso, ya que esta no tiene un control de planta (sería posible a nivel de inversor). Asimismo, el Agente menciona que, dada la tecnología, El Paso no puede participar en la regulación primaria para eventos de sub-frecuencia. Se menciona al Consejo que se enviará comunicación a la Comisión advirtiendo sobre la situación, teniendo en cuenta la regulación vigente y la propuesta transitoria.

El Consejo Nacional de Operación realizará la primera Jornada de recursos energéticos renovables del Sector Eléctrico Colombiano el próximo 12 de octubre del año en curso.

Conclusiones

4. INFORME DE COMITES	NO	Presentar los informes de actividades de los Comités del Consejo.	INFORMATIVO	SI	NO

Desarrollo

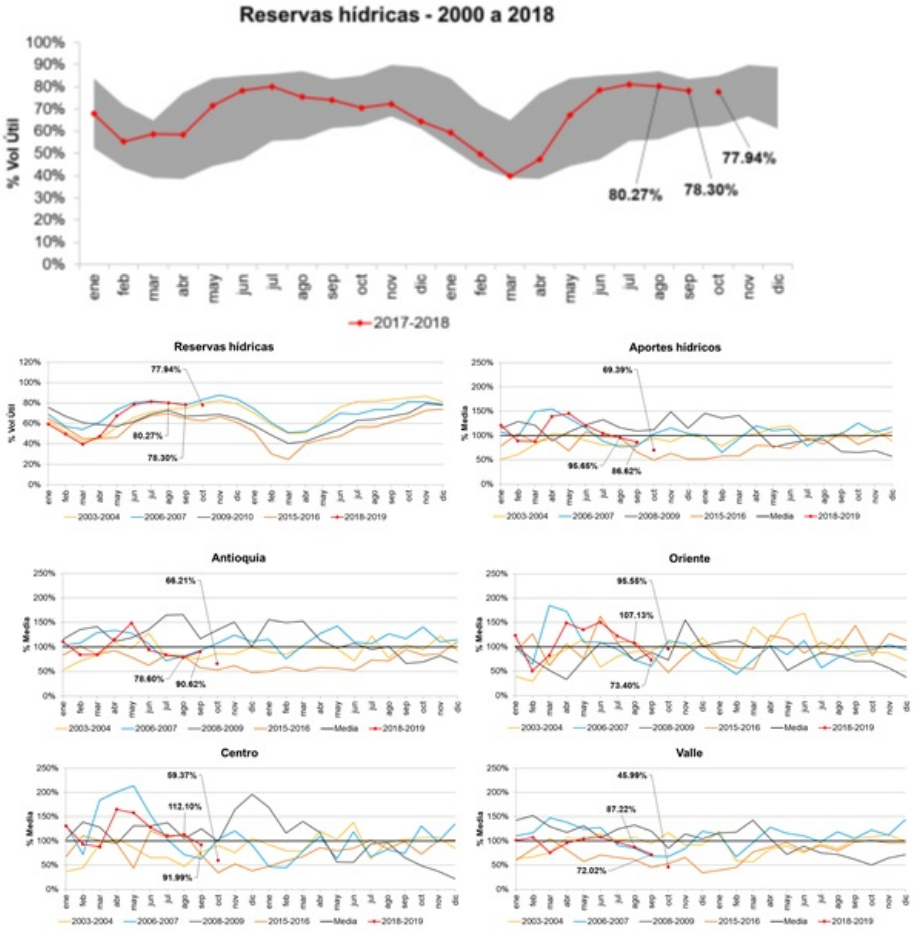
Dada las restricciones de tiempo, se listan por parte del CNO los principales puntos tratados en los diferentes Comités. Respecto al Comité Tecnológico, se acuerda que para la próxima reunión del Consejo se presentará propuesta de ajuste.

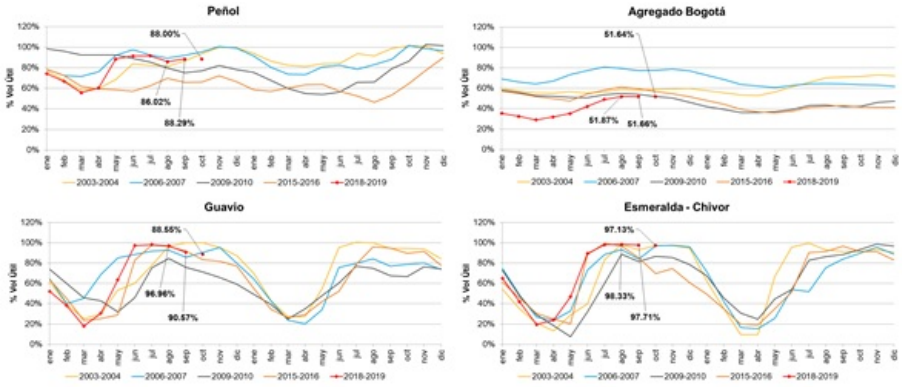
Conclusiones

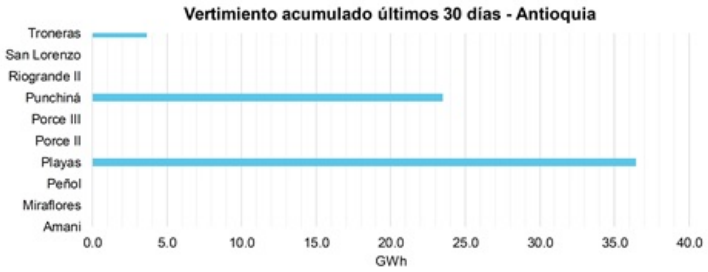
5. PRESENTACION XM- SITUACION ELECTRICA Y ENERGETICA	NO	Presentar el Informe de la operación real y esperada del Sistema Interconectado Nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda y dirigido al Consejo Nacional de Operación como encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.	INFORMATIVO	SI	NO

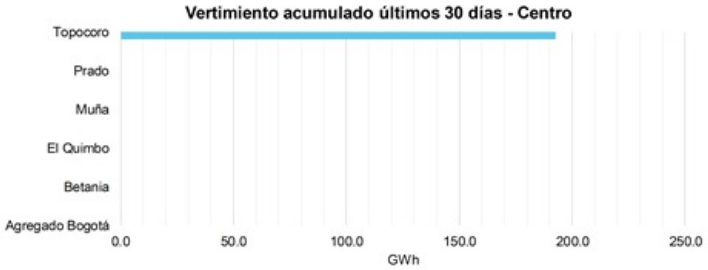
Desarrollo

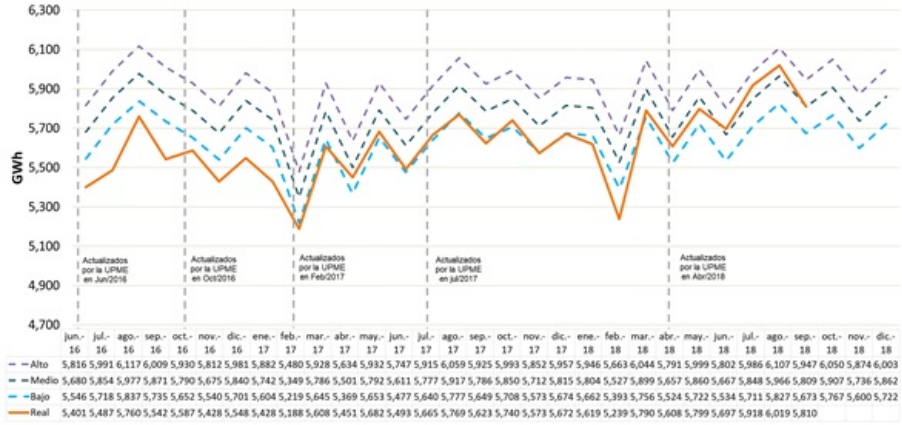
El comportamiento de las principales variables energéticas se muestra gráficamente a continuación:











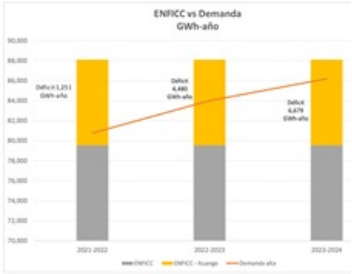
XM presenta los mantenimientos de alto impacto, a saber: i) indisponibilidades asociadas al proyecto de expansión Hermosa 115 kV; ii) indisponibilidades asociadas al proyecto de expansión Caracolí 110 kV; iii) mantenimiento de la generación de Guavio en el área Oriental. Las conclusiones que se derivan de estas situaciones operativas no han cambiado respecto a la reunión CNO 544. En la sesión de la reunión 545 se podrá encontrar la presentación detallada. Se acuerda agendar en el próximo CNO el mantenimiento de Chivor y los avances de los trabajos de Guavio. En esta parte de la reunión también se aprueba por parte del CNO las pruebas autorizadas a Guavio.

Panorama energético: El CND presenta la revaluación de la ENFICC (Resolución CREG 083 de 2018). Se observa que en el mes de octubre del año 2021 la demanda bajo la evolución del escenario alto de la UPME es igual a la oferta de Energía en Firme.

ENFICC vs Demanda

Resolución CREG 083 de 2018.

Vigencia	ENFICC Gwh/día
2017-2018	222.59
2018-2019	243.48
2019-2020	239.03
2020-2021	240.45
2021-2022	241.33



Respecto a las simulaciones energéticas de mediano y largo plazo, las siguientes figuras presentan los supuestos. De las mismas se puede concluir:

Horizonte
MP: 2 años, resolución semanal
LP: 5 años, resolución mensual

Condición Inicial Embalse
MP: Septiembre 30, 78.30%
LP: Agosto 31, 80.2%

Intercambios Internacionales
No se consideran

Demanda
MP: Escenario alto UPME
LP: Escenario alto UPME (Abr/18)

Desbalance hídrico
14.7 GWh/día promedio mensual

Información combustibles
Precios: UPME
Disponibilidad reportada por agentes

Parámetros del SIN
- PARATEC
- Heat Rate + 15% Plantas a Gas

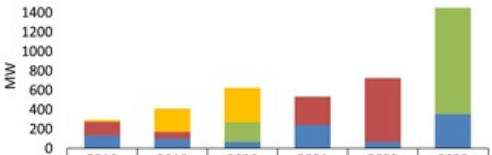
Mttos Generación
Aprobados, solicitados y en ejecución – SNC Oct/18 - sept/19

Expansión Generación
- MP, LP: Proyectos con OEF.
- MP: Un caso con proyectos con OEF y concepto de conexión por parte de UPME

Costos de racionamiento
Último Umbral UPME Sep/18.

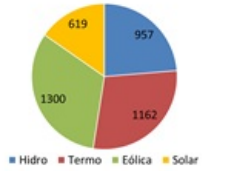
Mín. Embalses
MOI, MAX(MOS,NEP)

Total Proyectos futuros considerados



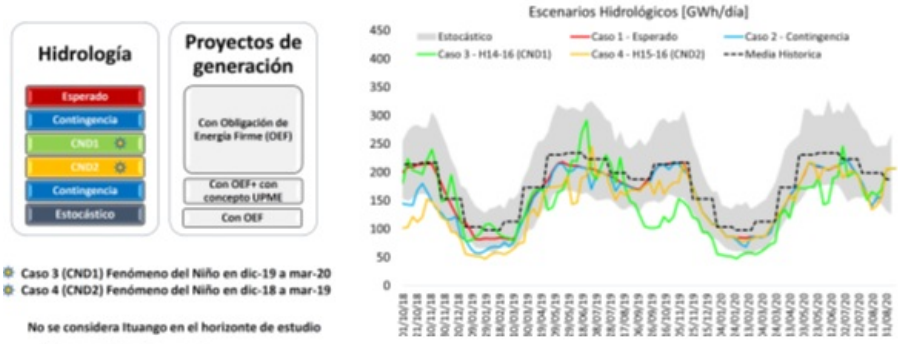
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total	291	410	627	533	726	1452
Solar	19	241	359	0	0	0
Eólica	0	0	200	0	0	1100
Termo	142	70	0	290	660	0
Hidro	129	99	68	243	66	352

Participación proyectos futuros considerados [MW]



Proyectos con OEF 88 MW Térmicos en 2018
No se considera Ituango en el mediano plazo

Se incluyen plantas despachadas y no despachadas centralmente



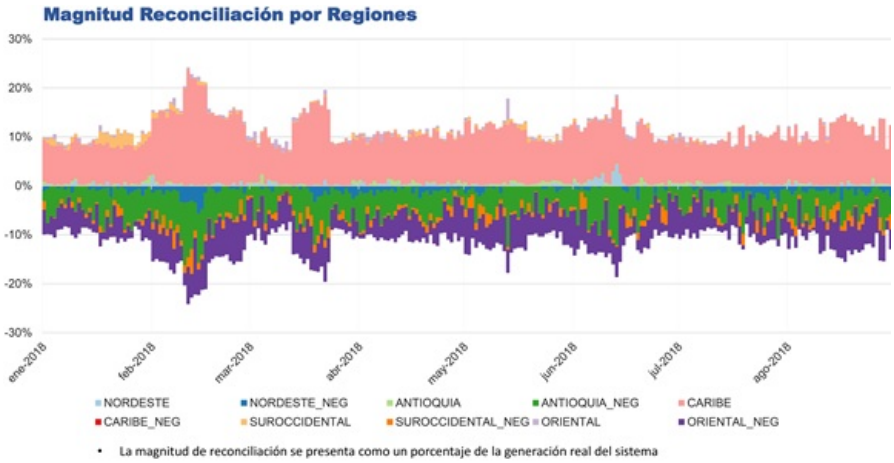
Caso 3 (CND1) Fenómeno del Niño en dic-19 a mar-20
Caso 4 (CND2) Fenómeno del Niño en dic-18 a mar-19

No se considera Ituango en el horizonte de estudio

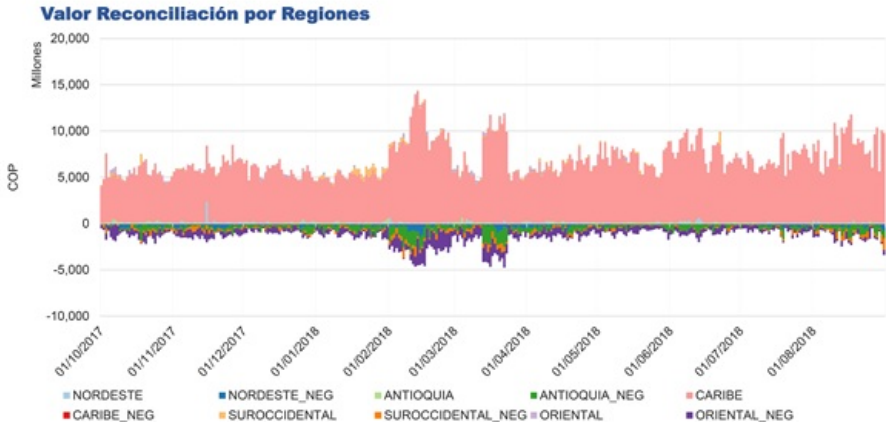
Conclusiones

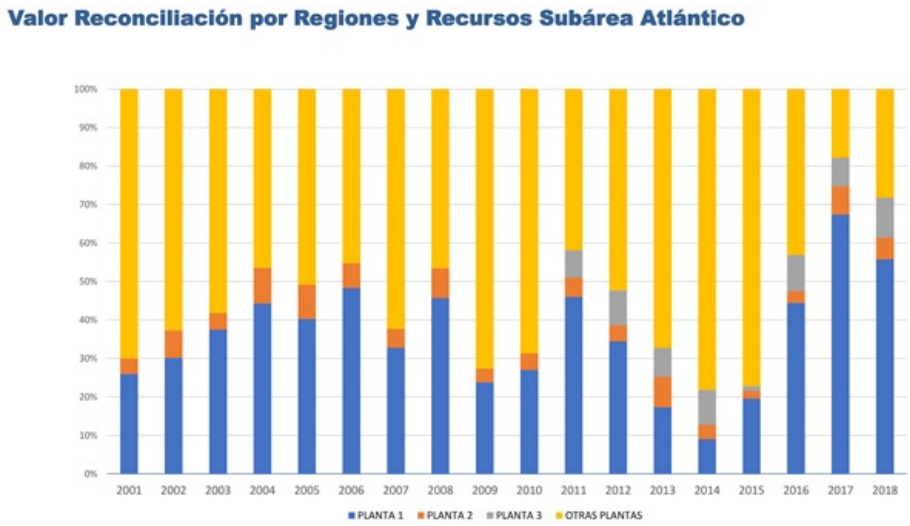
- En el mediano plazo (2 años), con la información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperados y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente.
- Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos por el CND representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018-19) ó la segunda (2019-20). Ambos escenarios proponen una aumento anticipativo de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 65 GWh/día.
- Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-19) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustible primario para las plantas térmicas.
- En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango, se presentan violaciones en el índice de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Ante el escenarios con entrada del proyecto en Nov/21 o la entrada de proyectos alternativos de manera masiva, se eliminan las series con déficit en el horizonte de estudio.
- Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa hacia diciembre de 2018 con participación de valores promedios superiores a 2 GWh/día y para el año 2023 a mas de 18 GWh/día.
- Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras de expansión del SIN tanto de transmisión como de generación.

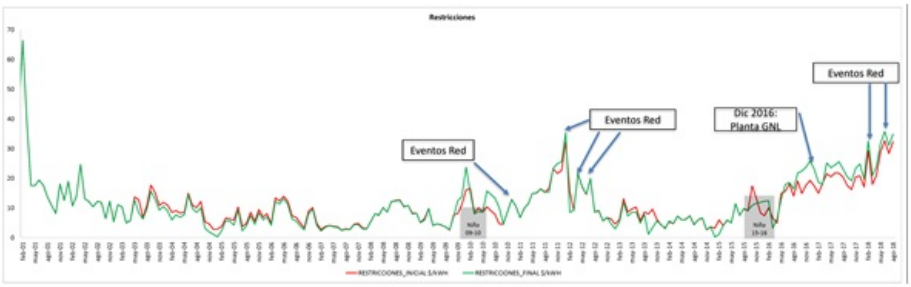
Respecto al tema de restricciones, se concluye de la presentación de XM que actualmente más del 70 % del valor de reconciliaciones positivas están asociadas a las plantas del área Atlántico, ello por las limitaciones eléctricas que tiene dicha subárea (ver gráficas). Se acuerda crear un grupo para el análisis de las restricciones entre el CO del CNO y el CAPT.



- La magnitud de reconciliación se presenta como un porcentaje de la generación real del sistema







Finalmente, XM hace un balance de restricciones. El detalle se puede encontrar en la presentación anexa en la página web del Consejo.

Conclusiones

En el mediano plazo (2 años), con información reportada por los agentes, las expectativas de aportes esperados y demás supuestos considerados, el sistema cuenta con recursos suficientes para la atención de la demanda nacional cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en la reglamentación vigente .

Acorde con los niveles de probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, los escenarios hidrológicos propuestos por el CND representan un desarrollo del mismo durante la primera temporada seca (2018 -19) ó la segunda(2019- 2020). Ambos escenarios proponen una aumento anticipado de la generación térmica a valores promedio de alrededor de 65 GWh/día.

Dada la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno de El Niño durante los próximos meses, se recomienda maximizar la disponibilidad de los recursos de generación especialmente durante la temporada seca (2018-12019) e igualmente maximizar la disponibilidad de combustible primario para las plantas térmicas .

En el largo plazo, para el escenario autónomo sin considerar la entrada de la generación de Hidroituango se presentan violaciones en el índice de confiabilidad VEREC a partir del 2023. Ante el escenario con entrada del proyecto en Nov/ 21 o la entrada de proyectos alternativos de manera masiva, se eliminan las series con déficit en el horizonte de estudio .

Sobre el análisis energético de LP y en virtud de los casos de déficit observados se acuerda enviar una comunicación al Ministerio de Minas y Energía - MME advirtiendo la situación y reiterando la solicitud de reunión con el Consejo. En esta carta se incluirá la matriz de recomendaciones de la situación del proyecto Ituango.

Con la entrada de proyectos de generación conceptuados por UPME en el horizonte de análisis del mediano plazo, se observa una contribución de recursos renovables solares y eólicos, que se incrementa con participación de valores promedios superiores a 2 GWh/día para el año 2023 .

Teniendo en cuenta la dinámica del sistema, se debe continuar con el seguimiento integral de las variables para dar señales y recomendaciones oportunas que permitan continuar con la atención confiable y segura de la

demanda. Asimismo, se debe hacer un seguimiento continuo al desarrollo y puesta en operación de las obras expansión del SIN tanto de transmisión como de generación .A raíz de la presentación de las restricciones realizada por XM mencionaron que uno de los muchos elementos que inciden en las restricciones son la gran cantidad de pruebas que se exigen a las unidades de generación. Cuando hay una unidad en pruebas toda la planta esta en la prueba lo que exige al sistema cubrirse con generaciones de seguridad. El Consejo solicito a sus diferentes comités que analizaran cada una de las pruebas, la pertinencia de las mismas y cuando deberían realizarse nuevamente ya que hay parámetros que solo cambian cuando hay un cambio mayor de algún componente a fin de solo realizar las que se requieran realmente y gestionar los cambios requeridos a nivel del CNO para el caso de los acuerdos ó de la CREG en caso de cambio en alguna resolución. La idea es que esta tarea se realice en este año.

6. SOLICITUD DE CONEXION EN T DRUMMOND	NO	Presentar al Consejo las recomendaciones y análisis de los Comités Legal, Operación y del Subcomité de Análisis y Planeamiento Eléctrico acerca de la solicitud de TRANSELCA de ampliar en 4 años la conexión en T de la carga de Drummond.	APROBACIÓN	SI	NO

Desarrollo

Antes del inicio de la discusión, ISAGEN se retira de la reunión, en cumplimiento de su manifestación de conflicto de interés por su carácter de comercializador. INTERCOLOMBIA manifiesta que retira la declaración de conflicto de interés manifestada en el Comité Legal, porque considera que no tiene conflicto de interés para tratar el tema.

La Asesora Legal del CNO presenta los antecedentes y análisis regulatorio y las recomendaciones del Comité Legal sobre el tema, las cuales son acogidas por el Consejo.

Conclusiones

- Las conexiones en T están prohibidas por la regulación y su autorización excepcional solo procede para solucionar o mitigar riesgos por situaciones operativas específicas y de manera temporal (la solicitud de prórroga de la conexión en T es hasta el 31 de diciembre del 2022).
- El CNO autorizó la conexión en T a Transelca sujeta a la condición de la entrada en operación de la S/E Río Córdoba. Dado que la S/E ya entró en operación, se cumplió la condición de expansión del Sistema, a la cual estaba sometida la conexión de Drummond al SIN por parte de la UPME (concepto no asociado a la T).
- La solicitud de prórroga de la conexión en T de Transelca tiene como propósito la conexión de un usuario al Sistema y el CNO no tiene la competencia legal para tomar decisiones sobre la conexión de usuarios (Drummond) al SIN.

7. INFORME DE UPME	NO	Presentar el avance de los proyectos en convocatorias.	INFORMATIVO	NO	NO

Desarrollo

Por cuestión de tiempo la Unidad no hace su presentación, sin embargo comenta que se han conceptuado 3782 MW de nueva generación, donde más del 50 % de dicha capacidad se concentra en el área Caribe. También indica la UPME que la convocatoria de los proyectos Atlántico 1 y 2 se declaró desierta.

Conclusiones

Presidente - Cristian Augusto Remolina

Secretario Técnico - Alberto Olarte